

Схемы с использованием емкостного водонагревателя не применимы для энергоэффективного дома, так как для снабжения квартиры № 8 горячей водой используется солнечный коллектор.

Из приведенных схем для отопления энергоэффективного дома выбрана схема 2 – «Смесительный контур с буферной емкостью». Использование буферной емкости имеет ряд достоинств:

1. Покрытие отопительных нагрузок при выходе теплового насоса из строя.

Теплота, накопленная в буферной емкости, будет передаваться на отопление даже в аварийных ситуациях.

2. Экономичный режим работы теплового насоса. Это позволяет регулировать температуру отопительного контура и поддерживать ее минимальной при отсутствии жителей квартиры № 8, например, когда они находятся на работе. В результате уменьшаются затраты на использование электроэнергии для работы компрессора теплового насоса.

Внедрение тепловых насосов имеет ряд преимуществ:

- для повышения надежности теплоснабжения в случае потери газоснабжения;
- для снижения затрат на отопление;
- для повышения комфортности и гибкости регулирования пикового режима.

Библиографический список

1. Инструкция для специалиста по монтажу Vaillant geoTHERM. 89 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОСЕТЕЙ

Земсков П.Д., Дубаев А.В., Трубицын К.В.

*Самарский государственный технический университет
tef-samgtu@yandex.ru*

Эффективность работы тепловой сети (или циркуляционной системы) определяется ее гидравлическим совершенством. В большом числе существующих тепловых сетей (циркуляционных систем) при эксплуатации не реализуются полностью заложенные в них возможности, что обусловлено многими причинами: ошибками проектирования, засоренностью трубопроводов или наличием чрезмерно прикрытых задвижек, повышенным разрежением на всасе насосов, параллельной работой насосов со значительно различающимися мощностями, наличием паразитных циркуляций и пр. Выявить весь комплекс этих причин и определить степень влияния каждой из них на эффективность работы можно лишь с помощью модели, в которой данная система рассматривается как единое целое, и полностью имитируются протекающие в ней гидравлические процессы [1, 2].

В основе расчета сложных кольцевых гидравлических систем лежат два условия, аналогичные требованиям, предъявляемым к расчету электрических сетей [1-3]. Первое условие – это соблюдение уравнения баланса расходов, т.е. равенства притока и оттока воды в каждом узле

$$\sum_{i=1}^n Q_i = 0. \quad (1)$$

Второе условие – равенство нулю потерь напора при обходе каждого кольца

$$\sum_{i=1}^n h_i = 0. \quad (2)$$

Соотношений (1) и (2) формально достаточно для построения замкнутой системы уравнений, с помощью которой можно определить неизвестные расходы в ветвях сети и давления в ее узлах. Вследствие того что сопротивление сети подчиняется квадратичному закону, система уравнений получается нелинейной. Для составления такой системы алгебраических нелинейных уравнений в настоящей работе используется аппарат линейной алгебры и теория графов. Этот аппарат удобен при компьютерной реализации и позволяет наиболее полно отразить тепловые и гидравлические процессы, протекающие в теплосети. Для решения системы алгебраических нелинейных уравнений в работе [3] разработаны эффективные алгоритмы. Из решения такой системы уравнений определяются значения расхода и давления в любой точке теплосети.

На основе изложенного алгоритма были построены компьютерные модели тепловых сетей г. Самары, запитываемых от следующих источников: Самарская ТЭЦ, Безымянская ТЭЦ, Самарская ГРЭС, Центральная и Привокзальная отопительные котельные. Полученные результаты позволили оценить современное состояние тепловых сетей, а также выдать рекомендации по наиболее оптимальной их реконструкции.

В качестве конкретного примера рассмотрим результаты расчетов второго тепловывода тепловой сети Привокзальной отопительной котельной, так как существуют проблемы, затрудняющие его эксплуатацию, и ожидается увеличение тепловой нагрузки. Состояние тепловывода характеризуется следующими факторами: эпюрами давления в прямом и обратном трубопроводах; расходом жидкости (скорости течения среды); диаметрами трубопроводов; отметками высоты расположения потребителей.

Вся эта информация может быть получена с помощью компьютерной модели в виде графиков [эпюры давлений на рисунке с указанием диаметров трубопроводов и отметок высоты расположения потребителей (линия 3)]. По оси ординат обозначен пьезометрический напор H , по оси абсцисс – длина L трубопроводов тепловывода.

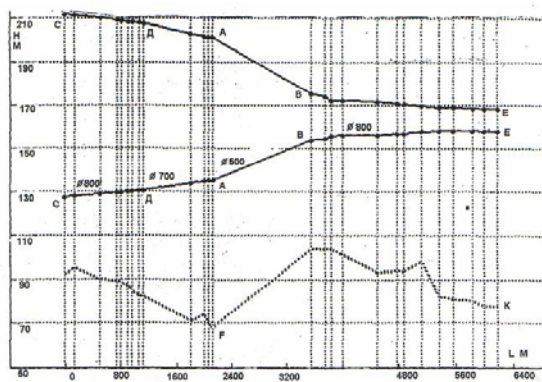


Рис. 1, а

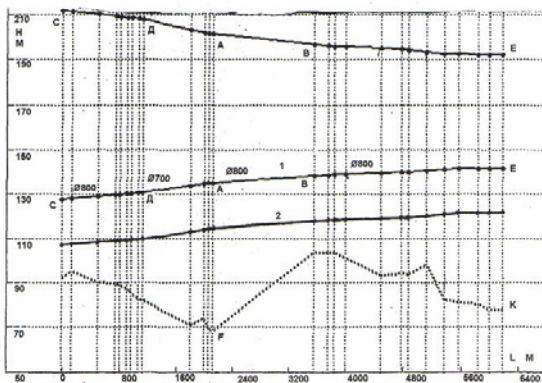


Рис. 1, б

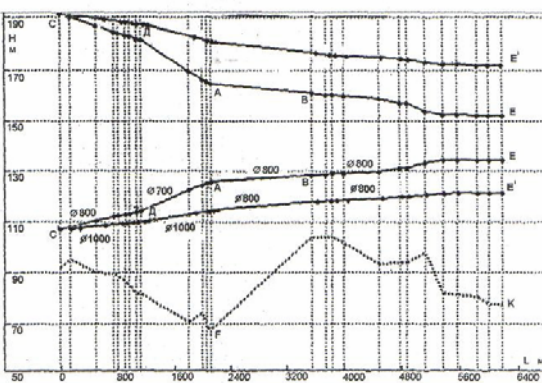


Рис. 1, в

Следует отметить, что в точке *А* происходит разветвление второго теплового вывода на верхнюю и нижнюю части. Расход теплоносителя до точки *А* составляет 2642 по прямому и 2231 т/ч по обратному трубопроводам. В точке *А* жидкость в количестве 435 т/ч поступает на верхнюю и 2107 т/ч на нижнюю часть теплового вывода. В обратном трубопроводе соответственно 371 и 1860 т/ч. Вследствие того что расход жидкости на верхнюю часть теплового вывода невелик, значения давления теплоносителя в прямом и обратном трубопроводах здесь находятся в пределах нормативов. Поэтому эта часть теплового вывода на рисунке не показана.

Из анализа эпюр давлений (рисунок *а*) следует, что разность значений давления между прямой и обратной магистралями составляет около 0,1 МПа (10 м вод. ст.) при норме не менее 0,2 МПа (20 м вод. ст.). Кроме того, давление в обратном трубопроводе у потребителей, расположенных в пониженных участках местности (точки *В* и *К*), превышает 0,6 МПа (60 м вод. ст.) при норме не более 0,6 МПа. Основная причина такого распределения давлений — это большие потери напора по длине трубопроводов,

вызванные в основном малыми их диаметрами на отдельных участках. Так, на участке *АВ* длиной около 1 км и диаметром 500 мм потеря напора составляет 0,15 МПа (15 м вод. ст.), что выражается большим наклоном эпюры.

Если диаметр трубопровода на участке *АВ* увеличить до 800 мм, то эпюры давлений примут вид, показанный на рисунке *б* (давление в обратном трубопроводе характеризует кривая *1*). Анализ этих результатов позволяет заключить, что разность давлений прямого и обратного трубопроводов достигает 0,45 МПа (45 м вод. ст.), т.е. находится в пределах нормативных значений. Кроме того, существенно снижается давление в обратном трубопроводе у потребителей в точке *К* [до 0,62 МПа (62 м вод. ст.)]. Тем не менее, несмотря на уменьшение давления на втором тепловом выводе, давление в обратном трубопроводе у потребителей в точках *В* и *К* незначительно [на 0,02...0,03 МПа (2...3 м вод. ст.)] превышает предельно допустимое значение, равное 0,6 МПа.

Выход из создавшейся ситуации может быть найден лишь в том случае, если удастся понизить давление в обратной магистрали или по всей ее длине, или на отдельных участках (в точках F и K). Так как на Привокзальной отопительной котельной в стадии строительства находится понижающая насосная (точка C на обратной магистрали), предназначенная для уменьшения давления по всей длине обратной магистрали, то и она была включена в компьютерную модель, чтобы определить ее эффективность. Так, в модель включены два насоса СЭ-1250, которые планируется установить на новой понижающей насосной. Анализ полученных результатов позволяет заключить, что давление в обратном трубопроводе (точки F и K) снижается на 0,2 МПа (20 м вод. ст.) [кривая 2 на рисунке б] и становится значительно меньше предельно допустимых значений. Таким образом, второй тепловывод оказывается работоспособным. Однако установка насосов СЭ-1250 позволит использовать лишь 1/3 их мощности, а 2/3 будут теряться на регулируемых задвижках. Вследствие того что насосы другой марки отсутствуют в номенклатуре производимых насосов, необходимо рассмотреть возможность применения привода с регулируемой частотой вращения, либо выполнить обточку колес насосов для снижения их производительности и, следовательно – потерь электроэнергии.

Приведенные результаты исследований относятся к ситуации, когда отсутствует дополнительная нагрузка, вызванная появлением новых потребителей. На рисунке в представлены результаты исследований для случая, когда в верхней части второго тепловывода добавляется дополнительная нагрузка 1000 т/ч, в нижней – 500 т/ч (понижающая насосная находится в работе). Тогда через участок CA второго тепловывода будет проходить количество жидкости, равное $2231 + 1000 + 500 = 3731$ т/ч, а через участок AB – $2107 + 500 = 2607$ т/ч. Анализ полученных результатов позволяет заключить, что увеличение нагрузки привело к существенному изменению эпюр давлений. Так, вновь появились проблемы (кривая CE), вызванные недостаточным перепадом давлений между прямой и обратной магистралями в конце тепловывода [менее 0,2 МПа (20 м вод. ст.)], а также повышенным давлением (более 0,6 МПа) в обратном трубопроводе у потребителей, находящихся на пониженных участках местности (точки F и K). Наблюдается сильный наклон эпюр давления на участке DA (рисунок в), что объясняется возросшим расходом жидкости через него (на 1500 т/ч) и недостаточным для такого расхода диаметром трубопровода, равным 700 мм. Большой наклон имеет и эпюра давления на участке CD (диаметр 800 мм). Поэтому был проведен расчет с увеличенными до 1000 мм диаметрами трубопроводов на участках CD и DA . Анализ результатов показал, что практически все проблемы, вызванные указанными причинами, были сняты (кривая CE).

Библиографический список

1. Исследование гидравлических режимов работы циркуляционной системы Тольяттинской ТЭЦ на компьютерной модели / С.В. Колесников, В.В. Дикоп, С.В. Томкин, В.А. Кудинов // Изв. вузов СНГ. Энергетика. 2002. № 6. С. 90-95.
2. Разработка компьютерной модели и исследование работы циркуляционной системы Новокуйбышевской ТЭЦ-2 / В.А. Кудинов, А.Г. Коваленко, С.В. Колесников, Ю.С. Панамарев // Изв. АН. Энергетика. 2001. № 6. С. 118-124.
3. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. М.: Наука, 1985.

ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЕ ПРОИЗВОДСТВО ЭНЕРГИИ НА БАЗЕ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗИФИКАЦИИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА С ЗАХВАТОМ И ХРАНЕНИЕМ УГЛЕРОДА

Змеева А.В., Абаимов Н.А., Павловская Н.А., Богатова Т.Ф.
УрФУ, tes.urfu@mail.ru

Экологические проблемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, в том числе диоксида углерода, при выработке электроэнергии являются сегодня наиболее острыми. Сегодня выбросы углекислого газа при выработке электроэнергии составляют около 41 % от всего количества выбросов CO₂ в мире, из них 68,1 % приходится на выбросы при сжигании угля [1].

Одной из технологий производства электроэнергии, имеющих самый высокий потенциал улавливания (захвата) CO₂, с низкими затратами и потерями в эффективности, является Интегрированный Комбинированный Цикл Газификации (IGCC). В технологии IGCC с захватом углерода перед сгоранием (*pre-combustion*) максимизируется уровень водорода в синтетическом газе, а углерод концентрируется в форме CO₂, что делает возможным процесс захвата углерода с использованием физических или химических методов. После улавливания CO₂ и H₂S в двухуровневой системе Кислотного Газового Удаления (*Acid Gas Removal – AGR*) богатый водородом синтетический газ используется для производства электроэнергии. Другой вариант улавливания углекислого газа по технологии IGCC основан на захвате CO₂ после сгорания топлива (*post-combustion*) путем поглощения в химических растворителях (например, *alkanolamines*). Технологии захвата и хранения диоксида углерода (*Carbon Capture and Storage – CCS*) представлены на рисунке.

Для анализа технологии производства электроэнергии, основанной на процессе CO-газификации угля с биомассой (например, опилками, сельскохозяйственными отходами) или твердыми отходами (например, муниципальный мусор, отстой сточных вод и т.д.) рассматривались варианты с производством электроэнергии в твердотопливной ПГУ суммарной мощностью на уровне 400–500 МВт, при степени улавливания диоксида углерода не менее 90 % [2].